

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 71/2019

**NOME DA INSTITUIÇÃO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES
CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES
LIVRES**

ABRACE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública nº 71/2019

OBJETO: Consulta Pública relativa à documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP, que trata do Modelo DESSEM, com foco na adoção operacional do modelo e formação do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD horário (Preço Horário).

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE – congrega 56 das maiores indústrias brasileiras, que em conjunto são responsáveis por cerca de 40% do consumo industrial de energia elétrica no País. Motivada pela busca da modernização e competitividade, da atratividade para novos investimentos e da maturidade do setor, a Associação vem participando e contribuindo ao longo do tempo nas discussões que envolvem o assunto energia no âmbito das indústrias.

Assim, em apoio à iniciativa deste Ministério, a ABRACE se manifesta de forma favorável a adoção operacional do modelo DESSEM na formação do Preço Horário a partir de janeiro de 2020. Fundamental destacar as manifestações públicas da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e principalmente do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que esclareceram que estão aptos para adoção do novo modelo, e que confiam nos resultados esperados.

Ainda, esta Associação busca o debate constante com foco em uma visão de futuro cujo objetivo principal é a modernização do mercado de energia com previsibilidade no médio e longo prazo, estabilidade regulatória e garantia de abastecimento. Sendo que o caminho para este desenvolvimento não será trivial, portanto, não faz sentido a continuidade das discussões a respeito da “Modernização do Setor Elétrico” se não for possível nem mesmo a implantação de uma formação de preço ligeiramente mais moderno. O Brasil está a quase duas décadas atrasado no cronograma de evolução do setor elétrico, precisamos avançar sem medo.

Desta forma, acreditando que este Ministério busca a inovação do mercado, a ABRACE apresenta suas contribuições sobre a adoção operacional do modelo de formação do Preço Horário.

Uma das principais vantagens na adoção do PLD Horário é permitir maior realismo do preço à operação real do sistema, desta forma, destravar a viabilização de diversos novos negócios, como sistemas de armazenamento, participação ativa dos consumidores (Resposta da Demanda), valorização da oferta de potência, dentre outras opções que poderão contribuir tanto para estabilidade elétrica quanto para o atendimento energético do Brasil, assim como para geração de novos empregos.

Gostaríamos de chamar atenção especialmente para os benefícios que a adoção de preços horários trará para a implementação de Resposta da Demanda no Brasil, produto cujo objetivo principal é igualar a potência

instantânea do consumo e geração. Esta medida tem o potencial de trazer previsibilidade para o operador e evitar o acionamento de fontes de energia com preços mais elevados, de modo a contribuir ativamente para redução das tarifas de energia dos consumidores.

Programas de Resposta da Demanda se beneficiam da definição de preços horários. De maneira sucinta, na medida em que diminui a escala de tempo utilizada para calcular preços, mais fácil se torna a delimitação da potência de cada período e, conseqüentemente, aumenta a viabilidade de utilização de recursos para equilibrar o Sistema em cada instante de tempo.

Por outro lado, faz-se fundamental a garantia da previsibilidade, reprodutibilidade e segurança do modelo aos agentes, sobretudo no ano presente e no anterior, em referência ao período de operação do modelo DESSEM. No âmbito do mercado de energia brasileiro, a previsibilidade dos custos com energia elétrica é uma tarefa de difícil sucesso. Com efeito, nos últimos anos, principalmente por decisões equivocadas do Poder Concedente, tal previsibilidade se tornou inviável.

Para ilustrar a dimensão da dificuldade apontada, cita-se a criação de novos encargos, que oneram cada vez mais os consumidores. Dentre os diversos encargos do setor, aquele cobrado por despacho térmico, por exemplo, apresenta uma grande representatividade no peso da tarifa. Para fazer frente à variabilidade e intermitência da fonte eólica, foi definido o despacho de usinas termelétricas com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do Controle Automático de Geração – CAG. Em que o gerador pode receber até 130% do valor de seu Custo Variável Unitário – CVU, dependendo de sua oferta de preço. Porém, o que se vê atualmente é o despacho de todas as térmicas participantes com um CVU 30% superior e sem qualquer competição entre as mesmas, em que pese, estas já têm custos elevados, onerando ainda mais as tarifas de energia.

Desse modo, é importante garantir que o DESSEM considere tanto as características restritivas do despacho dessas térmicas no preço, e que sua operação seja eficaz, despachando térmicas por RPO apenas quando realmente for tecnicamente necessário e que o operador busque a maior aderência possível entre a saída do modelo e sua operacionalização.

Adicionalmente, ao menos para as grandes indústrias multinacionais alocadas no Brasil, o padrão para revisão no orçamento, dos custos com energia elétrica, se tornou um processo que deve ser repetido ao menos três vezes ao ano, a fim de se obter o menor erro percentual possível. Algumas variáveis, quais sejam, políticas públicas e regulatórias, apresentaram uma volatilidade altíssima nos últimos anos e são de difícil previsão. Ocorre o mesmo com o atual modelo computacional de otimização da operação energética, e a própria operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, que não guardam nenhuma coerência com a realidade, e contribuem diretamente para o aumento na imprevisibilidade, e, conseqüentemente, com os custos do insumo energia elétrica.

Assim, é urgente a adoção de um modelo para operação do sistema e formação de preço que consiga refletir o novo sistema elétrico brasileiro, que conta com o aumento da inserção das novas fontes de geração intermitentes, principalmente eólica e solar devido à sua variabilidade e imprevisibilidade, e a sensível redução estrutural da geração hidráulica.

Em relação às decisões metodológicas atreladas ao cálculo do PLD horário, há dúvidas na representação da rede elétrica, em que se refere ao uso da rede completa (conjuntural), caso com rede, ou apenas com a representação dos intercâmbios entre os submercados, caso sem rede.

Ao levar em consideração o tempo de processamento computacional, previsibilidade e a forma como o preço é aplicado para todas as barras do submercado, sem estabelecer sinais econômicos diferentes para cada barra, faz sentido que seja calculado o PLD horário sem as considerações de toda

rede elétrica, demandando assim apenas o acompanhamento topológico das principais interligações e consequentemente evitando o acompanhamento detalhado de toda topologia da rede de transmissão. Diante também dos critérios de avaliação do sinal econômico, o PLD horário sem rede mostrou-se aderente à realidade operacional do sistema.

Outra decisão para o modelo é em relação ao cálculo do preço horário a partir do custo marginal de operação em base semi-horária, em que pese três alternativas: (i) média simples dos preços das duas meias-horas de cada hora; (ii) média ponderada pela carga das duas meias-horas de cada hora; ou (iii) o máximo dos dois preços das duas meias-horas de cada hora. A fim de evitar novas incertezas à formação do preço, entendemos que a média simples representaria bem o preço, ao invés de utilizar a ponderação por outra variável, a carga.

Ainda, a Associação busca formas de tornar o Setor Elétrico mais eficiente e sustentável, igualmente procurando a segurança do sistema. Tais estímulos, contudo, devem ser eficientes e adequados, para que os agentes tomem posturas mais apropriadas para a necessidade do sistema.

Deste forma, para que todos os agentes se sintam confortáveis com a implementação do preço horário, seria necessário a realização e divulgação de *backtests* a fim de visualizar o comportamento do preço com base nesta última versão do modelo DESSEM desde abril de 2018, quando começou a divulgação do preço “sombra”, a fim de avaliar sua performance durante todo o período até a sua implementação.

Adicionalmente, fundamental que a CCEE realize a contabilização para todos os agentes paralelamente à dinâmica atual, inclusive de forma retroativa, a partir de janeiro de 2019, considerando a operação determinada pelo DESSEM, a fim de elucidarmos comparações pelos agentes, e análises que subsidiarão decisões para os próximos anos.

Por fim, a ABRACE corrobora que é fundamental a implantação do modelo de preço horário em janeiro de 2020 confiando na sua aprovação pelo CPAMP, que sempre deve buscar o aprimoramento contínuo até que sejam implantadas todas as funcionalidades necessárias na formação de preço ou operação do sistema.